

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АСИНХРОНИЗОВАННЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ, КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**Д.В. ПОТОЦКИЙ<sup>1</sup>, В.В. ШЕВЧЕНКО<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*аспирант кафедры электрических машин НТУ«ХПИ», Харьков, УКРАИНА*

<sup>2</sup>*проф. кафедры электрических машин НТУ«ХПИ», канд. техн. наук, Харьков, УКРАИНА*

Проблема поддержания уровней напряжения тесно связана со свойством высоковольтных воздушных и кабельных линий электропередачи генерировать в электрическую сеть реактивную мощность (РМ). Она осложняется недостаточным объемом, либо отсутствием, средств компенсации РМ, неравномерным распределением потоков РМ между сетями различного класса напряжений и т.п., что приводит к чрезмерному повышению уровней напряжения. Следствием работы с высокими уровнями напряжения являются ускоренный износ и повышенная аварийность электрооборудования. Для решения этой проблемы принимаются специальные меры, которые нередко приводят к ухудшению показателей устойчивости и экономичности работы энергосистем. Для нормализации уровней напряжения персонал ТЭС, работающих на 110–500 кВ, вынужден переводить турбогенераторы (ТГ) в режимы потребления РМ. Это позволяет несколько снизить уровни напряжения, но со временем приводит к ускоренному износу этих ТГ, а, в ряде случаев, и к аварийным отключениям из-за разрушения торцевых зон статоров, т. к. синхронные ТГ старых серий не рассчитаны на эти режимы. Необходимость поддержания номинального уровня напряжения может быть вызвана небалансом активной и реактивной мощности, т.к.:

1) высоковольтные ЛЭП генерируют в электрическую сеть реактивную мощность: каждые 100 км линии напряжением 220 кВ самогенерируют 11 Мвар реактивной мощности, для линий 330, 500 и 750 кВ эти значения составляют 30, 90 и 230 Мвар соответственно. А в Украине большая протяженность линий электропередач;

3) в настоящее время нет достаточных средств компенсации реактивной мощности линий. Например, для линий 500 кВ компенсация реактивной мощности составляет в среднем 45 % при рекомендуемых 80–100%. Для линий 750 кВ – 75% при рекомендуемых 100–110%. В линиях 220 и 330 кВ компенсация отсутствует;

4) отмечается неравномерное распределение потоков реактивной мощности между сетями различного класса напряжений.

Поэтому уровни напряжения в высоковольтных линиях превышают допустимые значения на 10–15%, что приводит к ускоренному износу и повышенной аварийности электрооборудования электростанций. Для решения этой проблемы принимаются специальные меры, которые нередко приводят к

ухудшению показателей устойчивости и экономичности работы энергосистем. Так, для нормализации напряжения персонал электростанций, работающих на шины 220–500 кВ, вынужден переводить ТГ в режимы потребления РМ. Это позволяет несколько снизить уровни напряжения, но со временем приводит не только к ускоренному износу ТГ, но и к аварийным отключениям из-за разрушения торцевых зон сердечников статоров, так как серийные ТГ не рассчитаны на эти режимы. Ситуация усугубляется тем, что у всего ТГ парка страны превышен установленный нормативами срок службы.

Одним из кардинальных способов решения отмеченных проблем является применение ТГ нового типа – асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ), которые обладают более высокими пределами устойчивости и предназначены для работы в режимах не только с выдачей, но и с глубоким потреблением реактивной мощности, [1,2,3]. Это позволяет значительно расширить диапазон регулирования напряжения на шинах станции. Внедрение АСТГ позволяет исключить режимы недовозбуждения работающих параллельно с ними ТГ, повышая их надежность и долговечность. Этим обстоятельством обусловлена прямая техническая и экономическая заинтересованность электростанций в использовании АСТГ, подкрепленная возможной экономией топлива от уменьшения числа повторных пусков энергоблоков после срабатывания противоаварийной автоматики, ввиду большей устойчивости АСТГ.

Классический АСТГ имеет на роторе две одинаковые обмотки возбуждения, расположенные под углом 90 эл. град. Однако опыт создания АСТГ различной мощности показал, что по причинам конструктивного характера, не всегда удастся создать такую структуру. Преимущественно это касается невозможности размещения ортогональных обмоток возбуждения на роторе без увеличения типовых габаритных размеров ТГ (прежде всего диаметра ротора и внешнего диаметра сердечника статора). Габариты могут быть ограничены требованиями обеспечения взаимозаменяемости статора АСТГ и его синхронного аналога, необходимостью установки АСТГ на тот же фундамент, что и заменяемый им синхронный ТГ. Предельные диаметры роторов также ограничены допустимыми окружными скоростями, что затрудняет создание классических АСТГ больших мощностей (например, 800 МВт и более). Особенно это относится к конструкциям ТГ с полностью воздушным охлаждением, где для уменьшения потерь мощности приходится снижать удельные электрические нагрузки машины.

#### **Список литературы.**

1. *Шакарян Ю. Г.* Асинхронизированные синхронные машины. Варианты автономного генератора по схеме машины двойного питания с различными типами преобразователей частоты. URL: <http://www.elecab.ru/obzor1-1.htm>.
2. *Зархи, М. И.* Промышленные испытания асинхронизированного генератора мощностью 50 МВА / *М. И. Зархи* // *Электричество*. – 2006. – №4. – С. 52–54.
3. *Шевченко В. В.* Перспективы использования асинхронизированных турбогенераторов для поддержания энергобаланса в электросетях / *В. В. Шевченко, Д. В. Потоцкий* // Харьков: НТУ «ХПИ». – Международный Симпозиум «Проблемы удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика», SIEMA-2016. – 27–28.10.2016 г.